

中国九州間連系線（中国向）運用容量拡大策の検討について

2021年 6月18日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

【目的】

- 九州エリアの再エネ連系量の増加に伴い、中国九州間連系線（以下、関門連系線）の中国向き潮流が大きくなっており、空容量が不足する断面では、九州エリアの再エネ出力抑制を実施している状況にある。関門連系線の運用容量を拡大することで再エネ出力抑制量の低減が可能であるものの、設備増強には中長期の計画を要することから、運用対策や新たなシステムの導入など、短期間で実現できる対策で運用容量拡大の可能性があるか検討する。

【経緯等】

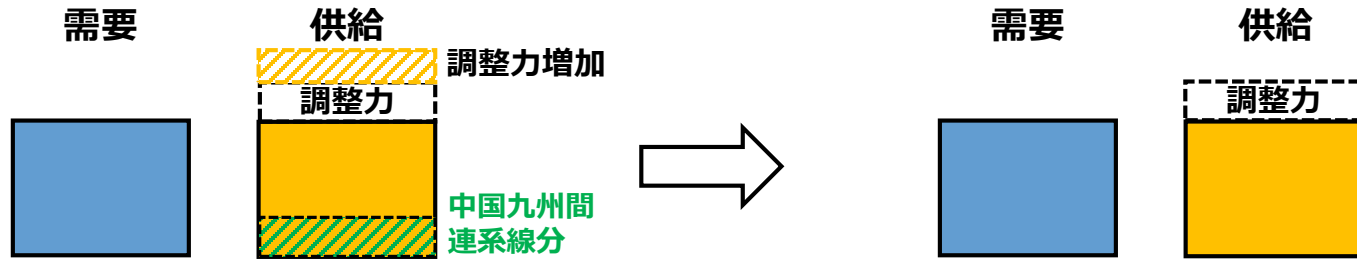
- 第55回の本委員会（2020.10.27開催）より、関門連系線の中国向の運用容量拡大策の検討を開始した。（運用容量の決定要因：2019年度実績では年間の約94%が周波数制約）
- 事務局から「A案：調整力の確保量増加」、「B案：50Hzエリアからの緊急融通期待量増加」、「C案：負荷遮断による需要減少」の3案を提示し、ステップ①として各案の実現性及び費用対効果の評価により実施の方向性を判断し、その後ステップ②として実施に向けた詳細検討を進めるという方向性についてご了承いただいた。
- 第57回の本委員会（2021.2.15開催）において、早期実現性の高いA案及びB案の費用対効果の検討結果をご確認いただき、A案は採用しないこと及びB案は継続検討することについてご了承いただいた。

【本日の内容】

- 本日は、B案及びC案の実現性及び費用対効果の評価結果をご確認いただき、それぞれの案の実施の方向性についてご議論いただきたい。

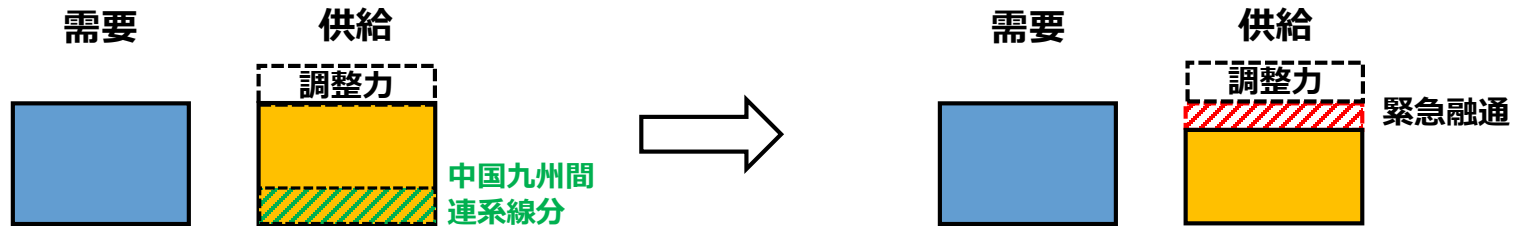
A 調整力の確保量増加案

中西5社エリア内で即時性のある調整力を増加させることで、連系線事故後の需要と供給を一致させる。



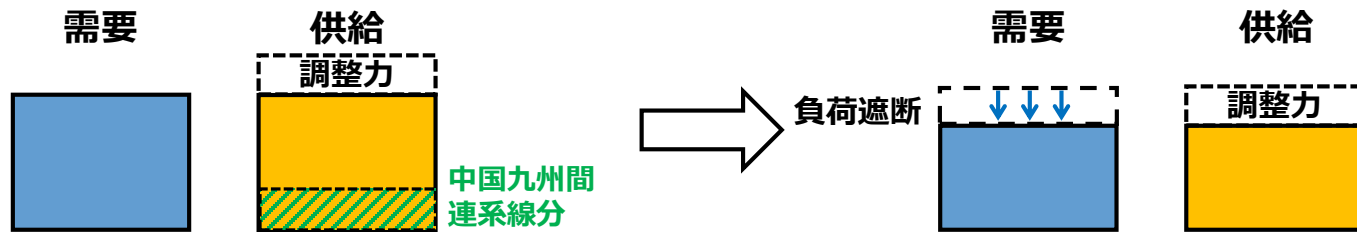
B 50Hzエリアからの緊急融通期待量増加案

FCの緊急融通機能の期待量を増やすことで、連系線事故後の需要と供給を一致させる。



C 負荷遮断による需要減少案

連系線事故時に中西5社エリア内の一部の負荷を遮断することで、需要と供給を一致させる。



	A 調整力の確保量増加案	B 50Hzエリアからの緊急融通期待量増加案	C 負荷遮断による需要減少案
概要	電源 I - a の確保量を増加 → GF量の確保	FC増強 (2020年度末予定) 後の EPPS期待量を増加 → 増加分はマージンとして確保	契約に基づいた需要家の負荷遮断 (関門連系線 2 回線事故時に需要家の 負荷を遮断するシステム等の導入)
早期 実現性	<u>早期に実現できる可能性がある</u> (公募により調整力を確保するものであり、設備面での対応は不要)	<u>早期に実現できる可能性がある</u> (EPPSの設定方法によってはシステム改修が必要となり時間を要す場合がある)	<u>実現までに数年の期間が必要</u> (新規のシステム構築が必要であり、実施判断後のシステムの詳細設計、設置工事等の期間も考慮が必要)
検討 項目	<ul style="list-style-type: none"> •運用容量拡大による効果及び費用負担の考え方 •運用容量拡大に伴う系統安定度への影響 		
	<ul style="list-style-type: none"> •調整力確保の増分費用 •契約、精算における既存分と増加分の取扱い 	<ul style="list-style-type: none"> •緊急融通可能量の考え方 •増加EPPSの具体的な設定方法 •運用コスト要否(システム対応等) •マージン増加に伴う市場取引への影響 •運用フロー 	<ul style="list-style-type: none"> •システム構成 •システム構築費用 •需要家への対価 •実効率を考慮した確保量 •費用負担の考え方(システム構築・維持、需要家への対価等) •需要家の募集方法

1.で議論

2.で議論

【A案】調整力の確保量増加の概念

18

- 関門連系線ルート断故障により中西5社エリアの周波数が低下した場合、数秒以内で周波数の回復が必要であり、この対応が可能なのは現在の調整力公募で電源 I -aとして確保している「発電機のカバナフリー（GF）運転」である。
- 本案は、中西5社エリア内のGF確保量を増加することで、関門連系線ルート断故障時の中西5社エリアの周波数低下を回復することができるため、これを運用容量算出の条件に織り込むものである。

第47回制度設計専門会合 資料4より抜粋

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスペック・高速発動	ロースペック・低速発動	
電源 I	【I-a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【I-b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【I'】 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

出所) 第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年2月15日) 資料4

【A案】費用の算出結果及び費用と効果の比較

23

- GF確保に伴う費用については、中西5社の加重平均単価に燃料価格差を考慮した1.74円/kWhを用いて算出した結果、全時間帯では年間約1.45億円となり、**運用容量拡大による効果から費用を差し引くとマイナスとなる。**

● GF確保量増加に伴う費用 [万円/万kW・年]

	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
費用	約 14,530 ※ ※8,350×1.74×1万	約 5,700 ※ ※3,276.5×1.74×1万

● 運用容量拡大による効果（スライド16より再掲） [万円/万kW・年]

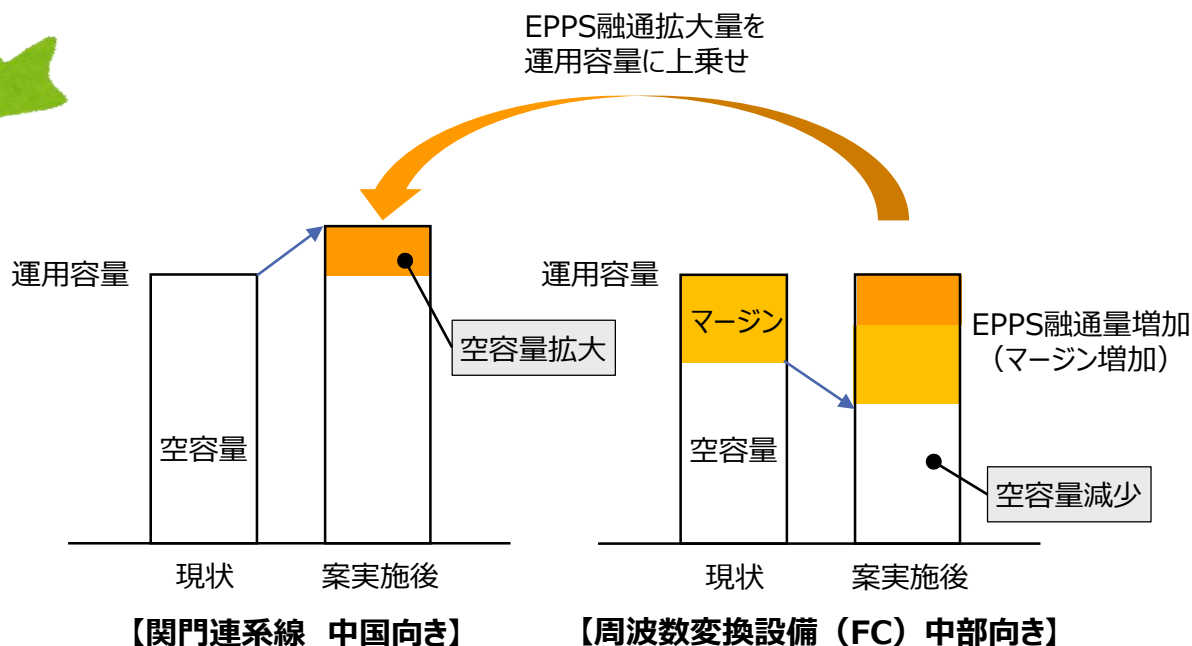
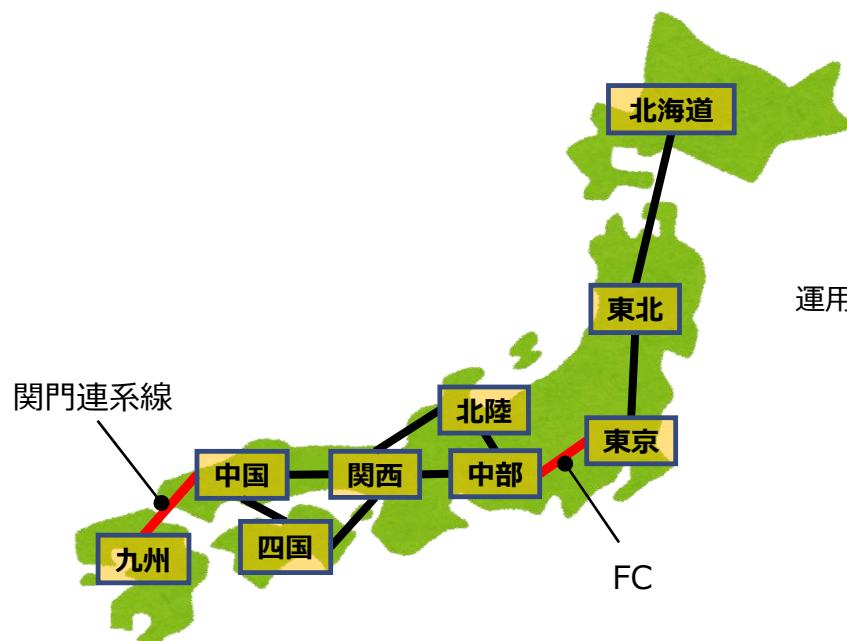
	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
市場取引における経済損失低減効果	2,900	2,040
CO2排出量低減効果	2,290	1,210
効果	5,190	3,250

● 効果－費用 [万円/万kW・年]

	全時間帯	日照時間帯※ ※8:00~18:00
効果－費用	▲9,340	▲2,450

1. B案の検討結果と実施の方向性について
2. C案の検討結果と実施の方向性について
3. まとめ

- 東京中部間連系設備（以下、FC）のEPPSは、50Hzエリア・60Hzエリアのどちらかで電源脱落等により周波数が低下した場合に、もう一方のエリアから瞬時に電力を送電するもの。
- 現在は故障側エリアで周波数が基準値から0.4Hz以下まで低下した場合、FCを介して健全側エリアより瞬時に60万kWを送電する整定となっている。（60万kWはFCにマージンとして確保しており、不足なく送電される）
- 2021年3月に運開した飛騨信濃周波数変換設備(以下、飛騨信濃FC)には、EPPS融通量を自動演算する新機能が実装されたことから、本機能を用いて関門連系線2回線故障時の中西5社エリアの周波数低下限度値を増加させることを検討するもの。



- 第57回委員会では、関門連系線およびFCの過去の市場分断実績を用いた費用対効果の概算評価で、関門連系線の運用容量拡大の効果が期待できることを報告。
- 飛騨信濃FCの自動演算機能を活用するB案は、高需要期では運用容量拡大効果が見込めるが、再エネ出力制御が行われる蓋然性のある端境期昼間帯では効果が限定的となるため、需要の大きさによらずEPPS融通量を増加させるB'案とあわせて継続検討としたところ。
- 今回、これら2つの案について、信頼度への影響等の技術面の評価も加え検討したので実施の方向性についてご議論いただきたい。

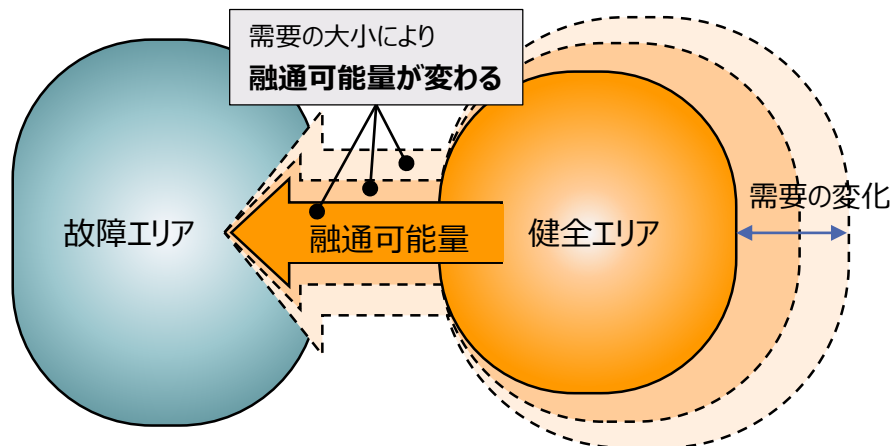
● 市場分断実績を用いた費用対効果の概算評価（第57回資料再掲） [万円/万kW・年]

	全時間帯	日照時間帯（8～18時）	備考
効果	5,190	3,250	市場取引における経済損失低減効果（関門中国向き） CO2排出量低減効果
費用	940	330	市場取引における機会損失額（FC中部向き）
効果－費用	4,250	2,920	日照時間帯での効果が約7割

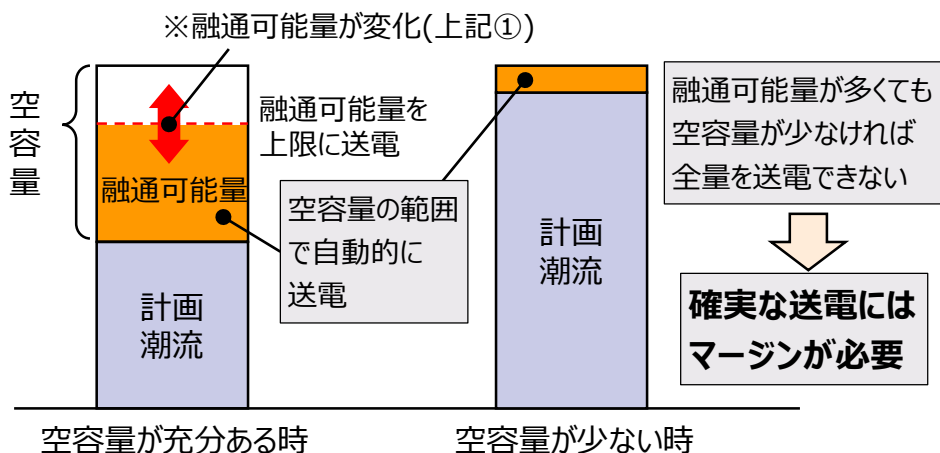
案	方策の概要／特徴	今回の評価項目
B案	飛騨信濃EPPS新機能活用 （融通量は自動演算） ・東エリアと中西エリアの <u>需要の大きさにより融通量が決まる</u>	それぞれの案に対して以下の評価を実施 <ul style="list-style-type: none"> ・ 早期実現性（システム対応要否等） ・ 運用容量へ反映するEPPS期待量（追加融通量） ・ FCマージン増加による市場への影響 ・ 融通量が増加することによる送電側エリアへの影響評価 ・ 費用対効果
B'案	従来EPPS機能活用 （融通量は事前固定） ・ 需要の大きさによらず事前に融通量を指定できる	

【B案】飛驒信濃EPPS機能（自動演算機能）

- ① EPPS動作直前の需要をもとに健全エリアと故障エリアの周波数偏差が逆転しない量を算出し、その値を融通する

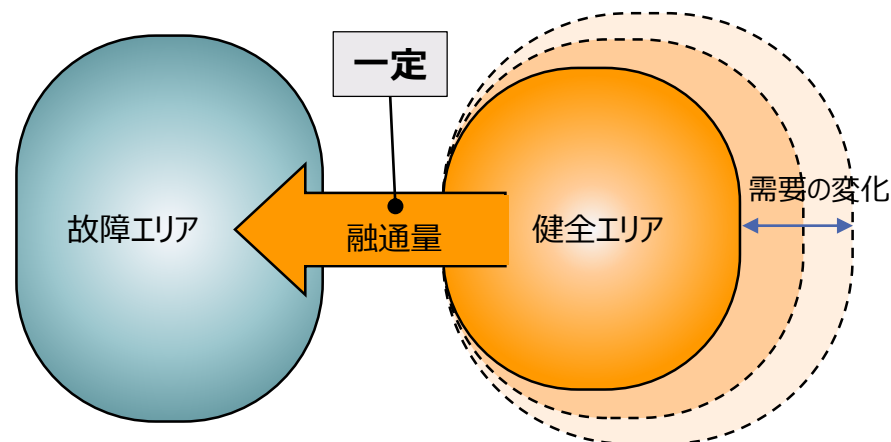


- ② FCの空容量の範囲内で融通可能量を送電

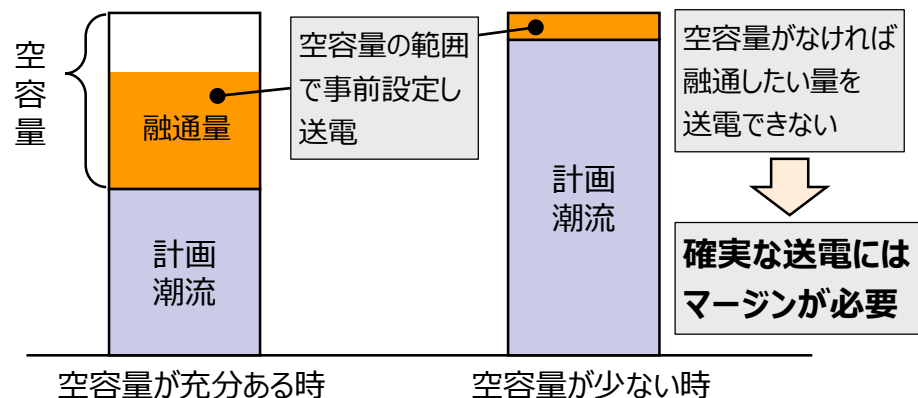


【B'案】従来EPPS機能（事前固定方式）

- ① 需要の大きさによらず予め設定した量を融通する



- ② FCの空容量の範囲内で融通量を事前設定し送電



融通量

実際の融通量

✓ 自動演算機能は、大規模電源脱落時等のレジリエンス強化の観点から常時使用しているため、システム改修等が不要。

✓ 融通量を年間一律とすれば、特段のシステム改修は不要。

- B案は、需要の大小によって実際の融通量が変わるため、関門連系線ルート事故時の故障側エリア（九州を除く中西5エリア）への影響を考慮し、ほぼ確実に見込めるEPPS動作量を追加融通量とした。
- 再エネ抑制は、需要が小さくなる端境期※に多く実施される。B案は需要が小さくなると融通量も小さくなるため、当該期間の平日昼間帯における追加融通量はその他の月と比べると小さく、休日昼間帯においては追加融通量がほぼ見込めない。

※ 2019・2020年度実績では、3～5、11月に再エネ抑制が多く実施されている（スライド28）

● B案のEPPS追加融通量（第57回委員会資料）

[単位：万kW]

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	月平均
平日	昼間帯	9	7	10	17	14	11	8	11	19	22	21	13	13.5
	夜間帯	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	6	0	1.3
休日	昼間帯	0	0	0	5	9	1	0	0	5	0	8	1	2.4
	夜間帯	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0.3

[算出条件]

- ・ 2017～2019年度の各エリアの需要実績（系統情報サービス公表値）より算出
- ・ 昼間帯は8:00～22:00、夜間帯は0:00～8:00および22:00～24:00
- ・ 受電系統の周波数低下を標準周波数▲0.4Hzと想定し、受電系統と送電系統の周波数が逆転しない範囲で融通できる最大の送電量Pを下式から算出

$$\text{送電量} P = 0.4\text{Hz} \times (K_{50} \times K_{60}) / (K_{50} + K_{60}) \quad K = \text{系統特性定数} / 10 \times \text{系統容量}$$
- ・ 系統特性定数は、50Hz系統は0.8%MW/0.1Hz、60Hz系統は0.75%MW/0.1Hz
- ・ EPPS期待量を他の連系線の運用容量に織り込むうえでほぼ確実な動作量を見込む必要があるため、各月の各断面で算出した送電量の大きい方から2σ（約95.45%）目の値をEPPS融通可能量とし、これから60万kWを差し引いて算出

※ 7～9月の平日昼間帯は、関門連系線の運用容量決定要因が熱容量となるコマあり

- B案について、11スライドで示した各月の平休日・昼夜間帯別の追加融通量を適用した場合の関門連系線のスポット市場取引における経済損失低減効果、CO2排出量低減効果およびFCの市場取引における機会損失額を算出したところ、年間で効果が費用を上回る結果となった。
また、端境期の昼間帯における費用対効果では、0.9億円のメリットにとどまる結果となった。
- B'案についても、追加融通量を最小設定値である10万kWとして同様に算出したところ、FC逆方向（東京向き）マージン設定による市場取引における機会損失額※により、年間で4.7億円、端境期昼間帯で1.5億円、いずれも費用が効果を上回る結果となった。

※ B'案においては、送電側エリアの周波数低下リスクのFC東西エリア間での公平性確保の観点から、逆方向（東京向き）へも順方向（中部向き）と同量の融通量増加を考慮（スライド13）

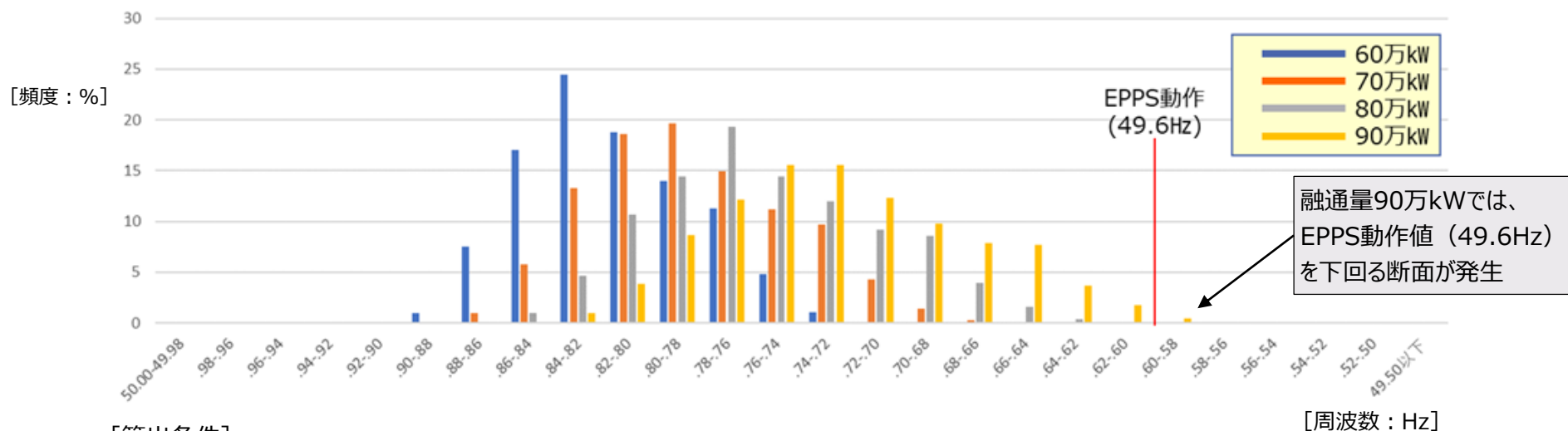
● 運用容量拡大による費用対効果

	評価項目	評価額（億円／年）			
		B案		B'案	
		年間	端境期昼間	年間	端境期昼間
効果	スポット市場取引における経済損失低減効果(関門)	2.3	0.6	2.9	0.8
	CO2排出量低減効果	1.6	0.3	2.3	0.4
費用	スポット市場取引における機会損失額(FC順方向)	1.0	0.0	0.9	0.0
	スポット市場取引における機会損失額(FC逆方向)	(考慮不要)		9.0	2.7
費用対効果	メリット（効果－費用）	2.9	0.9	▲4.7	▲1.5

※ 市場取引は2019年10月1日～2020年9月30日の実績から評価
CO2排出量低減効果は、参考指標として非化石価値取引市場の直近の取引結果から評価
市場取引における経済損失低減効果および機会損失額は、市場間値差の過去実績値を拡大量によらず一律に用いて算出

- 融通量を増加するほど、EPPS動作時の送電側エリア（健全エリア）の周波数低下は大きくなるため、送電側エリアに与える影響を評価した。
- B'案は需要に依らず一定量を融通するため、送電側エリアの周波数低下が大きくなる場合がある。また、周波数偏差逆転の可能性も高まるため、追加融通量は極力少ないことが望ましい。
- B'案の費用対効果の評価にあたっては、エリア間での周波数低下リスクの公平性確保の観点から、逆方向（東京向き）へも順方向（中部向き）と同量の融通量を増加することで評価した。

● EPPS動作後の送電側エリアの周波数の分布（50Hzエリア）



[算出条件]

- 2017～2019年度の各エリアの需要実績（系統情報サービス公表値）より算出
- EPPS設定を60（現状）、70、80、90万kWとした場合の送電系統の低下後の周波数を1時間ごとに算出
- 系統特性定数は、50Hz系統は0.8%MW/0.1Hz、60Hz系統は0.75%MW/0.1Hz

- B案およびB'案は、FCの容量の一部をマージンとして占有するものであり、これによる市場への影響について考慮する必要がある。
- 前日スポット市場への影響は、費用対効果の中で過去の市場取引実績を基に機会損失額として評価している。
- また、広域調達による調整力コスト低減を図るために創設された需給調整市場に活用できるFC容量の減少につながる場合があることにも留意が必要。
- なお、FC順方向（中部向き）マージンの増加量は、B案では5.3億kWh、B'案では8.8億kWhとなる。

2021年度以降における各直流設備を用いた三次②、三次①、二次②の広域運用可否について

4

- 三次②、三次①、二次②については、一部の直流設備が対応困難。その他の設備も制約事項を有すものの、これを考慮したうえで地点ごとの設備群として扱うことで運用可能となる。

<凡例> ○：運用可能、×：運用困難

連系名	設備名<通称名>	三次②	三次①	二次②	三次①と二次②における主な制約事項等
北海道本州間連系設備	北本連系設備	○	○	○	・原則、比較的制約が少ない新北本連系設備を対象として、制約の範囲内で運用する。 新北本連系設備：段差制約 北本連系設備：段差制約、最低潮流制約、潮流反転制約
	新北本連系設備	○	○	○	
東京中部間連系設備	新信濃1FC	×	×	×	・補助リレー接点摩耗やマージン運用からのソフト変更等の理由により、多頻度の潮流変更が困難である。（三次②も同様の理由）
	佐久間FC	×	×	×	・運用者が潮流を現地で設定をするため、多頻度の潮流変更が困難である。 ・なお、現時点のマージン設定対象設備である。（三次②も同様の理由）
	東清水FC	○	×	×	・計画潮流量変化の大きい30分コマに合わせて、上位系統で事前に手動で電圧調整を実施する必要があるため、多頻度の潮流変更が困難である。
	新信濃2FC	○	×	×	・潮流頻度が多すぎると補助リレー接点が摩耗するため、多頻度の潮流変更が困難である。
	飛騨信濃直流連系設備（HVDC FC）	○	○	○	・調相設備の開閉頻度が極端に増加しない潮流変化（段差制約）内で運用する。
中部北陸間連系設備	南福光BTB	○	○	○	・全て対応可能であるが、直流設備には最低潮流制約や周辺系統電圧調整等の課題があるため、原則、迂回ルートである交流設備を優先して運用する。
関西四国間連系設備	阿南紀北連系設備	○	○	○	・同上

※1 飛騨信濃FCのみ三次①、二次②での活用を予定しており、マージン増加が活用容量減少に直接影響

※2 年間一律10万kW増加時

- B案は、再エネ抑制機会の多い端境期における運用容量拡大効果が限定的（最大0.9億円）となった。2022年度以降に開始される需給調整市場の二次②、三次①の取引可能量を下げることにもなることを踏まえると、実施にあたっては慎重な判断が必要であると考える。
- B'案は、再エネ抑制回避効果が見込めるものの、周波数偏差の逆転や健全側エリアの周波数低下の機会発生に関する50・60Hzエリアの公平性の観点からの順・逆両方向の融通量増加により、市場取引における機会損失額が増加してメリットが見込めない結果となった。
- いずれの案においても、マージンの確保により公益財である連系線（FC）の容量を占有し、スポット市場向けの空容量を減少させることや、調整力の広域調達を進めるうえでの機会減少につながることを勘案すると、事務局としては本案を実施する方向性とするのは難しいと考えるが、これについてご意見をいただきたい。

評価項目	B案（飛騨信濃FC活用）	B'案（従来EPPS機能活用）
効果面	<ul style="list-style-type: none"> • メリット試算結果 年間：2.9億円、<u>端境期昼間帯：0.9億円</u> • 再エネ抑制機会が多い端境期においては、<u>平日昼間帯における追加融通量が小さく、休日昼間帯においては追加融通量がほぼ見込めない</u> 	<ul style="list-style-type: none"> • 融通量を事前に固定できるため、実融通量が不足することなく、運用容量の拡大による再エネ抑制回避が可能 • 周波数偏差の逆転、健全側エリアの周波数低下リスクを考慮した<u>メリット試算結果（10万kW拡大の場合）</u> 年間：▲4.7億円、<u>端境期昼間帯：▲1.5億円</u>
早期実現性	<ul style="list-style-type: none"> • システム対応が不要で早期実現可能 	<ul style="list-style-type: none"> • 一律設定とすることでシステム改修が不要となり早期実現可能（端境期昼間帯のみ融通設定する場合、システム対応要）
市場への影響	<ul style="list-style-type: none"> • 需給調整市場で活用できる容量が減少する場合あり（三次①及び二次②調整力の活用容量が減少） 	<ul style="list-style-type: none"> • 需給調整市場で活用できる容量が減少する場合あり
運用面	<ul style="list-style-type: none"> • EPPSの設定変更が不要 	<ul style="list-style-type: none"> • 一律設定とすることでEPPSの設定変更が不要

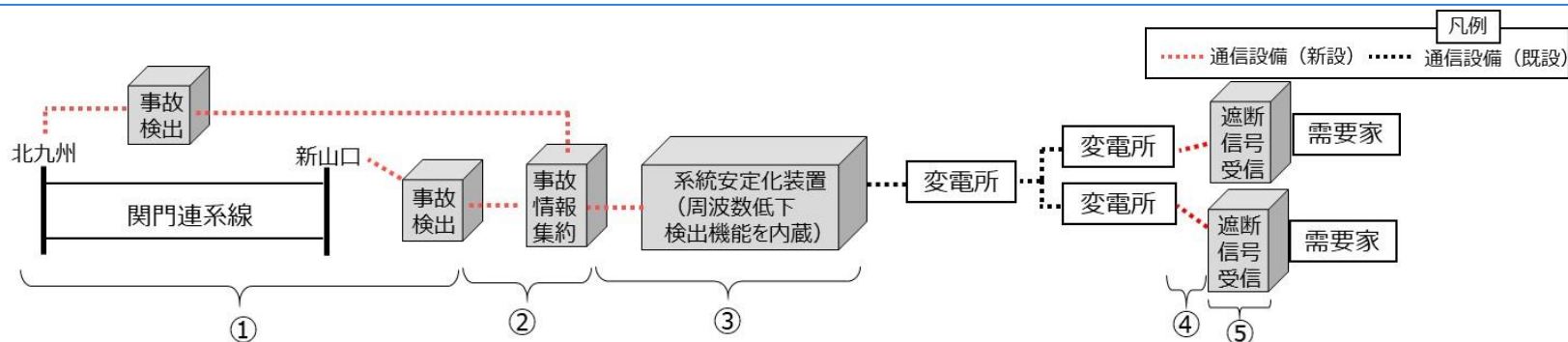
1. B案の検討結果と実施の方向性について
2. C案の検討結果と実施の方向性について
3. まとめ

- 負荷遮断による需要減少は、関門連系線のルート断故障により中西5エリアの周波数が低下した際、予め契約を結んだ需要家を瞬時に遮断することで需要を減少させ、周波数低下を回復するものである。
- 負荷遮断対象となる需要家に対しては、工場や事業所の一部もしくは全部を停電させることを求めるものであり、それに対する対価を支払う必要がある。
- また、負荷遮断のためにシステム構築が必要であるため、運用容量拡大による効果からシステム構築費用を控除したものが、需要家への対価の上限額となる。

「需要家への対価の上限額 = 運用容量拡大による効果 - システム構築費用」

- 運用容量拡大による効果は、市場取引における経済損失低減効果を最大限見込んだ想定で前回お示したため、今回はシステム構築費用の算出結果及びそこから導かれる需要家への対価の上限額をお示しする。
- そこで、C案の費用対効果の評価については、需要家への対価の上限額が需要家にとって受容性があるものなのかという観点でご議論いただきたい。

- 需要家側通信設備以外の費用（①,②,③,⑤）については、一般送配電事業者の協力のもと算出し、需要家側通信設備の費用（④）については当機関が公表する標準単価を用いて算出した。
- システム側に設置する装置（①～③）の費用については、契約需要家数によらず一定であり、需要家側通信設備（④）や遮断信号受信装置（⑤）については、契約需要家数に応じて総額が変動する。
- 今回はモデルケースとして、「運用容量拡大量 = 需要家1件あたりに期待する遮断量」を1万kWとして費用算出する。



	項目	費用 [億円]
①	事故検出装置	1.6
②	事故情報集約装置	2.2
③	各社システム安定化装置改修 (5エリア計、エリア間の通信設備費含む※)	11.8
④	需要家側通信設備 (1か所あたり)	0.2
⑤	遮断信号受信装置 (1か所あたり)	0.3
	合計概算値	15.6 + 0.5 × 契約需要家数

※ 工事開始時点の通信回線の空き状況により増額となる可能性あり

- 系統側装置の費用は運用容量拡大量によらず一定であるため、運用容量拡大量が大きいほど系統側装置費用のkW単価が低減し、その分需要家への対価の上限額が増加する。

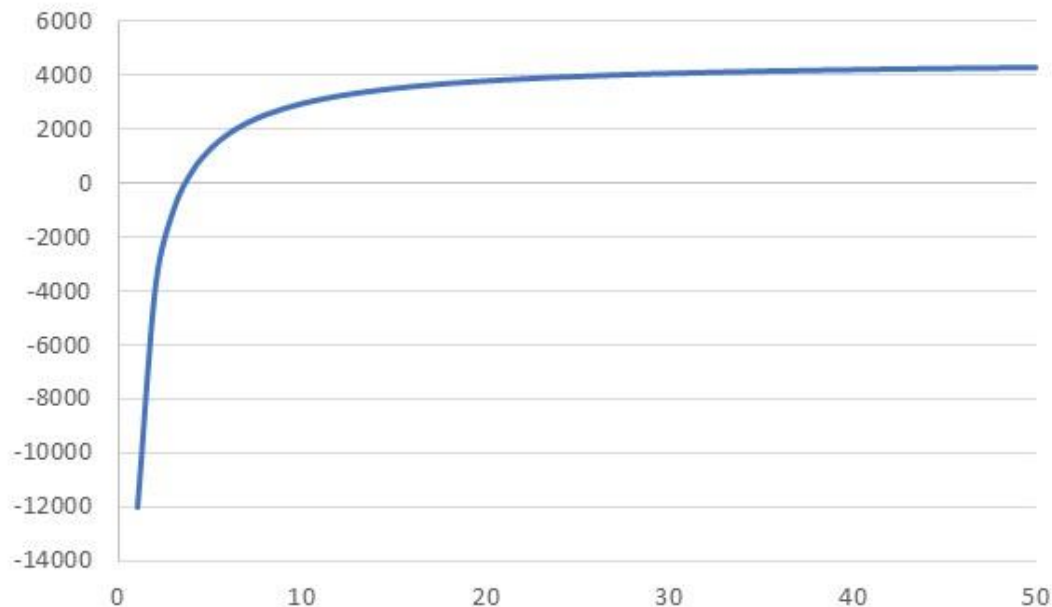
$$\text{需要家への対価の上限額}^* = 4,655 \text{万円/万kW} \cdot \text{年} - \frac{16,700}{\text{運用容量拡大量}} \text{万円/万kW} \cdot \text{年}$$

[万円/万kW・年]

- グラフより、4～5万kW程度以上の遮断量が確保できれば需要家への対価の提供ができる水準となり、遮断量が十分に確保できた場合、需要家への対価の上限額は約4,300万円/万kW・年でほぼ頭打ちとなる。
- これを1kWあたりの単価に直すと、**約4,300円/kW・年**となる。

※ 算出過程はスライド36参照

需要家への対価の上限額
[万円/万kW・年]



運用容量拡大量 [万kW]

- 需要家への対価の上限額の評価に際し、本案に類似した契約形態の海外事例と比較する。
- フランスでは、公募にて負荷遮断対象を確保するスキームが2012年より導入されており、過去3回遮断実績がある。
- 今回検討したC案は、フランスの事例と比較すると、瞬時遮断かつ発動可能性時間が長く、需要家にとって厳しい契約条件で対価を算出しているにもかかわらず、対価は約半額となった。

	C案	フランスの事例※1
応動時間	瞬時	5秒
発動可能性時間	8,350時間※2	7,500時間
需要家への対価	最大約4,300円/kW	約8,500円/kW

※1 出所) 第32回 電力・ガス基本政策小委員会 資料5 (スライド38)

※2 2020年度実績で関門連系線の運用容量決定要因が中西5エリア周波数制約の時間

- フランスの事例では遮断実績があるのに対し、関門連系線ルート断故障は過去20年間で実績がない稀頻度事象であるため、社会的受容性がある可能性もあるという考え方もあるものの、応動時間・発動可能性時間の面ではフランスの事例より厳しい条件であるうえに需要家への対価はフランスの約半額であるため、必要な契約件数や遮断量を確保するのは難しいと考える。
- また、需要家が最大限の対価を得るためには、重負荷期や夜間も含めて遮断可能とし、関門連系線の運用容量を拡大する必要がある。これは本検討の当初の目的である「再エネ出力抑制量の低減」には繋がりにくいことにも留意が必要である。
- 以上より、事務局としては本案を実施する方向性とするのは難しいと考えるが、これについてご意見いただきたい。

1. B案の検討結果と実施の方向性について
2. C案の検討結果と実施の方向性について
3. まとめ

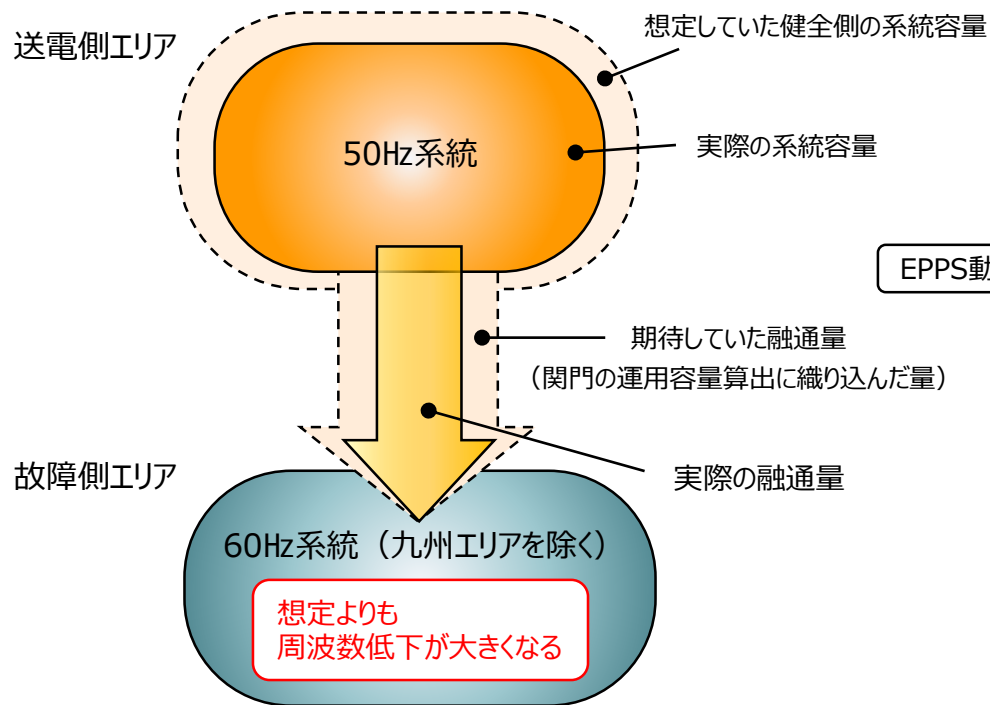
- 今回、九州エリアにおける再エネ出力抑制量の低減のため、運用対策による関門連系線の運用容量拡大方策として、3案の実現性及び費用対効果を検討した。
- 各案の検討結果
 - (A案) 費用対効果の評価で、費用が効果を上回る。
 - (B案・B'案) B案は一定の運用容量拡大は見込めるものの、再エネ抑制機会の多い端境期における運用容量拡大効果が限定的であり、需給調整市場取引への影響も考慮すると、確実なメリットが見込めない現時点では実施に踏み切れないと判断。
B'案は健全側エリアの周波数低下の機会発生に関する50・60Hzエリアの公平性の観点も含め費用対効果を評価するとメリットが見込めない。
 - (C案) 再エネ出力抑制量の低減には寄与しない時期・時間帯を含めて遮断可能性があるという条件でも需要家への対価の上限額は海外事例の実勢価格の約半額であり、必要な契約件数や遮断量を確保するのは難しい。
- 今回検討したいずれの対策案も、関門連系線の運用容量拡大による効果に見合ったものに必ずしもなっていないという評価となった。
- しかしながら、今後も継続的に、他に取り得る運用対策はないかも含め、今回の検討案で相応の効果が見込める状況にないか、市場の状況や連系線の活用状況等を確認していくこととしたい。

1. B案の参考資料

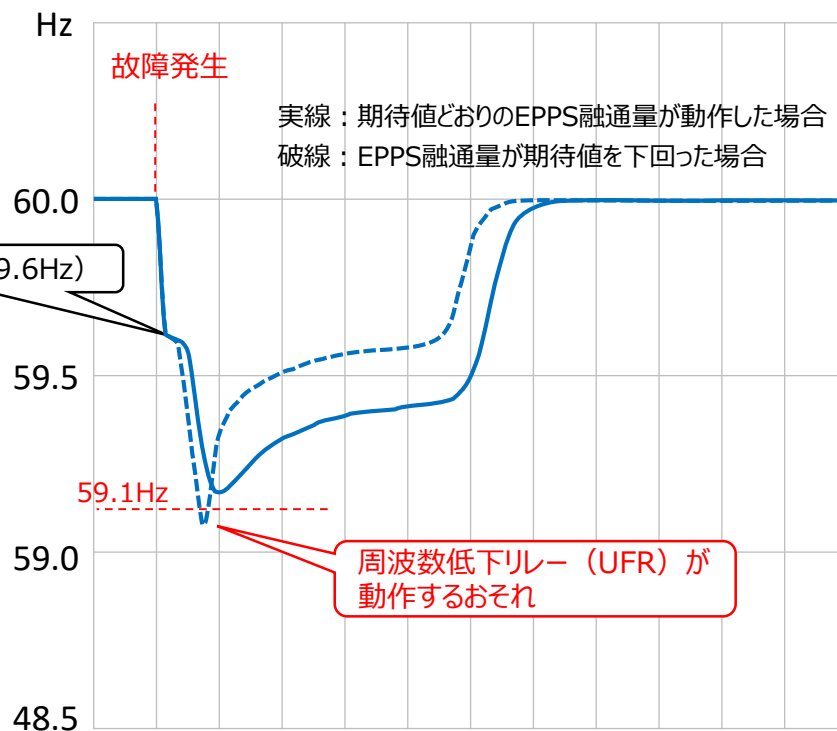
2. C案の参考資料

- 飛騨信濃FCの自動演算機能は、オンライン情報からEPPS動作量を演算するものであるため、EPPS動作時点における系統容量の大小によって実際の融通量が変化する。
- 仮に50Hz系統の系統容量が当初の想定よりも小さい場合、融通量が期待していた量を下回り、九州を除く中西エリアの周波数が想定以上に低下し、停電が発生するおそれがある。
- したがって、EPPS期待量を関門連系線の運用容量に織り込むうえでは、ほぼ確実な動作量を見込む必要がある。

● EPPS融通量が期待した量を下回る場合の影響

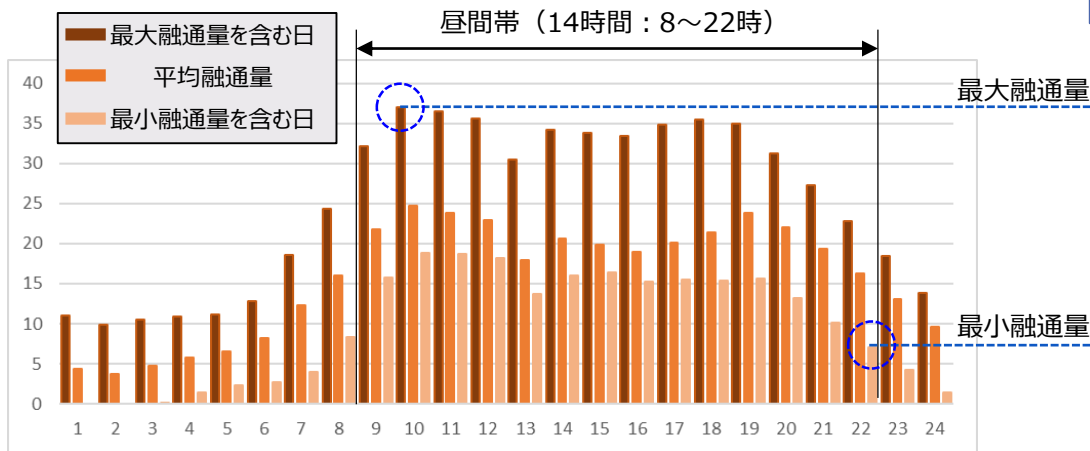


故障側エリアの周波数チャート (イメージ)

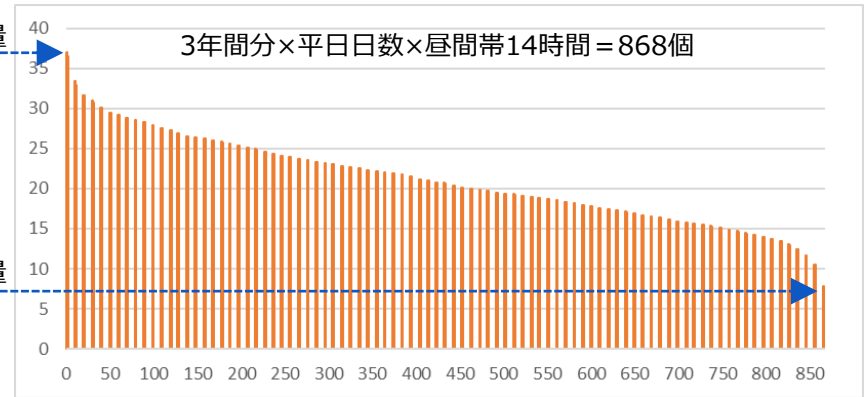


< 3月の平日昼間帯のEPPS追加融通量の算出方法 >

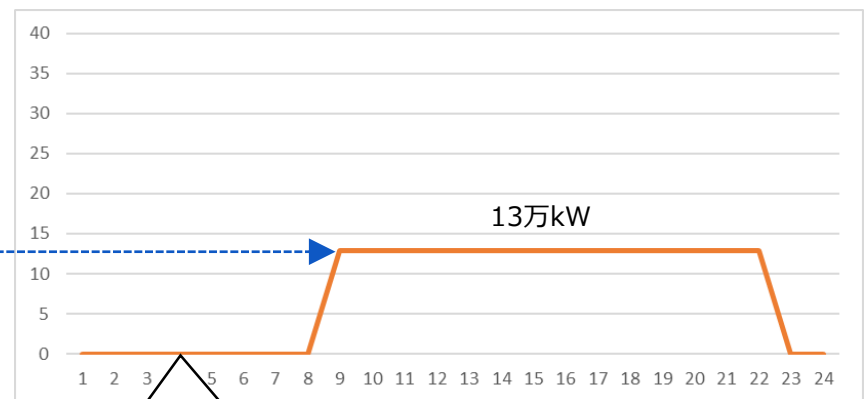
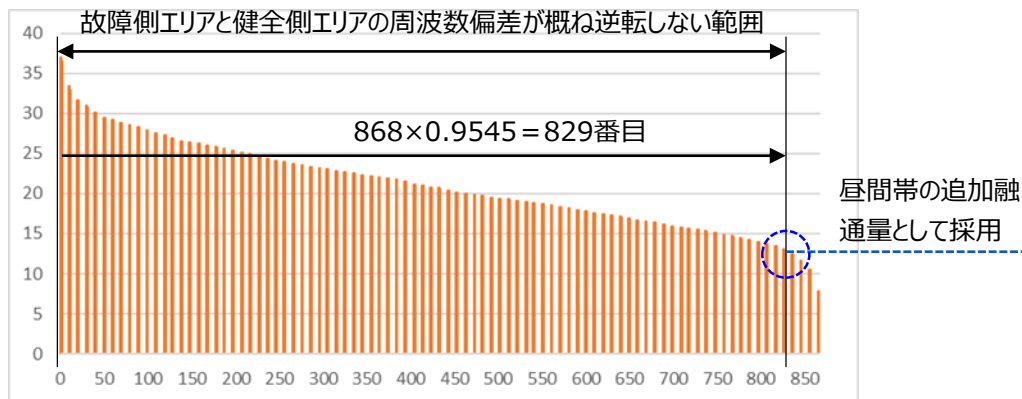
① 過去実績から3月の各平日における1時間毎の追加融通量を算出



② 昼間帯1時間毎の拡大可能量を値の大きい順に並べる (=デューレーションカーブ)



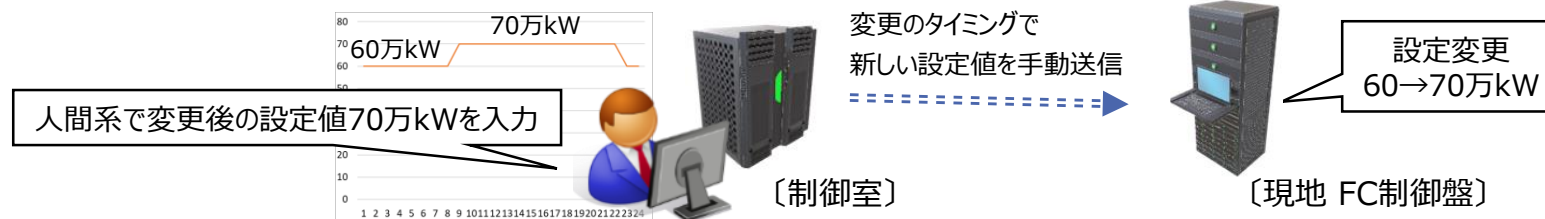
③ 健全側エリアと故障側エリアの周波数偏差が概ね逆転しない融通可能量として、②のデューレーションカーブの値の大きい方から2σ(約95.45%)目の値を3月の平日昼間帯のEPPS追加融通量とする



夜間帯も同様に算出するとゼロ

- B案は、大規模電源脱落時等のレジリエンス強化の観点から常時使用としている飛騨信濃FCの自動演算機能による緊急融通の期待量を関門連系線の運用容量算出に織り込むものであり、特段のシステム対応は不要で早期実現性がある。
- B'案は、融通量を年間一律とすれば、特段のシステム対応は不要で早期実現性がある。
 なお、健全エリアの周波数低下機会を少しでも減らすため、関門の運用容量拡大が望まれる端境期の日照時間帯のみ融通量を増加する運用も考えられる。この場合は、佐久間・新信濃・東清水FCは自動で融通量を切り換えるといったスケジューリング機能を持っていないため、運用者の動作量変更操作を省力化するためのシステム改修で、およそ1.2億円※の費用と8カ月の工事期間を要する。

● 現状のEPPS設定変更イメージ



※ 基幹給システムにタイムスケジュール機能等を付加して設定変更を自動化する場合のシステム改修費用等
 概算費用：6,000万円（1社あたり）、概算工期：8か月(仕様確定～改修完了まで)

- 【補足】・EPPSスケジュールは事前に確定し、電子メール等で広域機関より各社中給へ連絡（システム間データ連係は前提としない）
 ・改修箇所は中給または基幹給システムのみ（操作箇所～FC間の伝送路は既設流用）
 ・改修内容は、事前に登録されたスケジュールをもとに、FCへEPPS設定値を自動で出力する機能を付加するもの

■ 太陽光の抑制は相対的に需要が小さくなる休日に多く実施される傾向にあるが、休日日照時間帯においては飛騨信濃FCの追加融通がほぼ見込めず、再エネ抑制回避に対する効果は限定的である。

[単位：回]

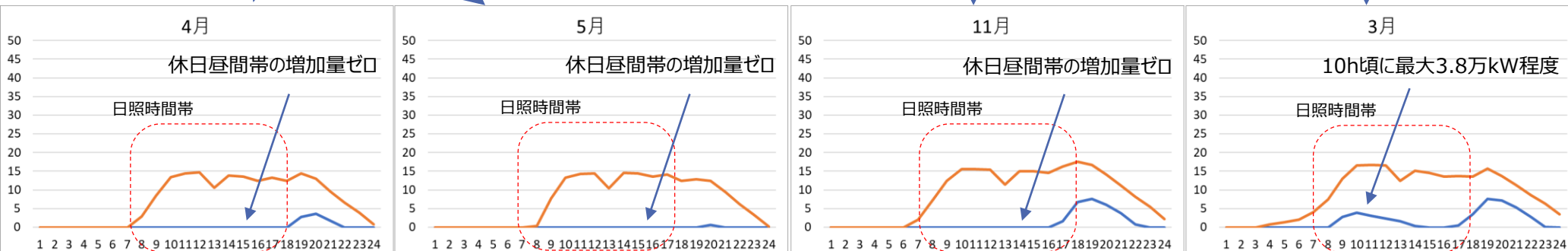
2019年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年計
平日	13	4						3		1	6	9	36
休日	7	5					2	7	1	4	5	6	37
月計	20	9					2	10	1	5	11	15	73

[単位：回]

2020年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年計
平日	16	10	1								1	10	38
休日	6	6	1			1	1			1	4	2	22
月計	22	16	2			1	1			1	5	12	60

■ 平日 ■ 休日

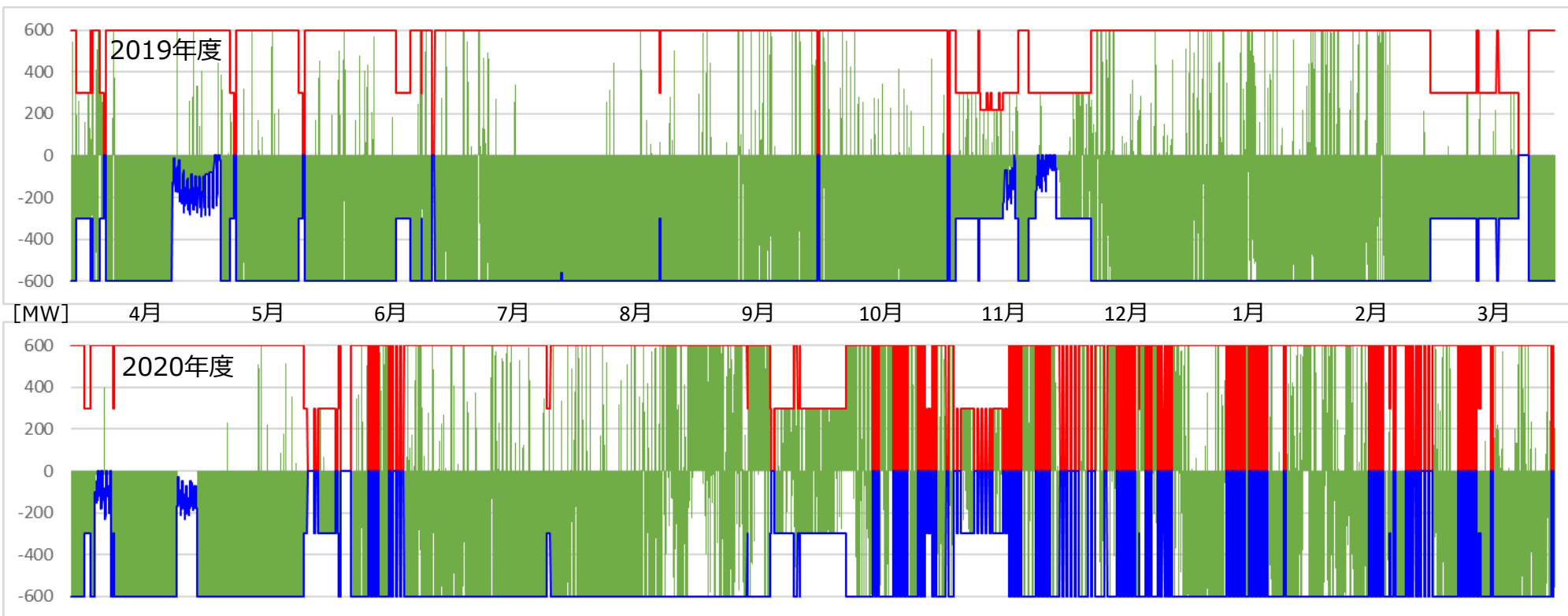
[単位：万kW]



- ・上段表は九州電力送配電 でんき予報 過去の出力制御実績 (https://www.kyuden.co.jp/td_power_usages/out_ctrl_history.html) より
- ・下段グラフは過去3箇年の需要実績に基づく毎月1時間ごとの飛騨信濃FCの追加融通見込み量を示す

- FCの潮流は、東西エリアの天候状況や電源の停止状況により変化する。
- 過去2年間のFCの潮流実績では、逆方向（東京向き）となる時間帯が多い。

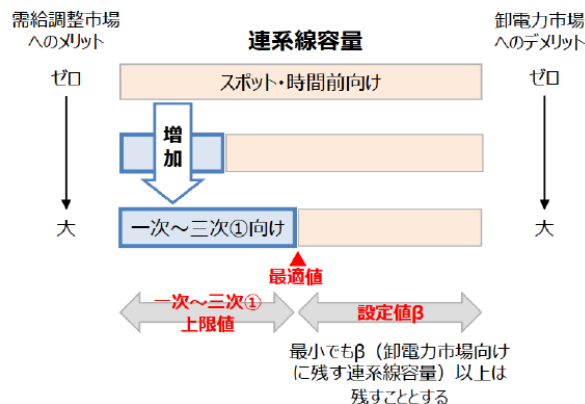
■ 順方向の空容量枠 ■ 計画潮流 ■ 逆方向の空容量枠



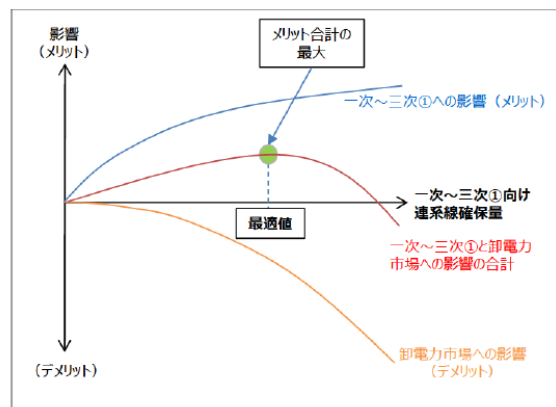
- 一次～三次①向け連系線確保量の上限値は、調整力の広域調達メリットとスポット・時間前取引への影響（デメリット）の和が最大となる点（最適値）で決まる。
- マージン確保により連系線の活用可能容量が減少した場合、最適値は一次～三次①向け連系線確保量が減少する方向へ作用し、需給調整市場への影響が出る場合がある。（スポット・時間前向け容量（ β ）が100%の場合は影響なし）

一次～三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方

- 一次～三次①向けの連系線確保量を増加させると、一次～三次①の広域的な調達によるメリットが増加する一方、スポット・時間前においてエリア間の取引を制限することによるデメリットが増加する。
- 両者の影響額（メリット）の和が最大となる点（社会便益が最大となる点）が最適な連系線確保量と考えられる。この量を、最小でもスポット・時間前向けに残す連系線容量（ β ）とし、残余分を一次～三次①向けの連系線確保量の上限としてどうか。



一次～三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方



1. B案の参考資料

2. C案の参考資料

- 運用容量拡大による効果については、第57回の本委員会にて全時間帯拡大する場合と日照時間帯のみ拡大する場合の効果をお示した。
- 本案の装置設置に伴う費用は全時間帯拡大・日照時間帯のみ拡大のいずれの場合も同額である。そこで、最大限の効果を得るために全時間帯拡大を前提とし、期待する効果を **5,190万円/万kW・年**とする。

運用容量拡大による効果の算出結果

16

- 関門連系線運用容量拡大の効果について、市場取引における経済損失の低減効果とCO2排出量低減効果から拡大量1万kWあたりの効果を算出したところ、全時間帯拡大時では年間約5,190万円となった。
- なお、この結果は市場取引における経済損失低減効果を市場間値差の実績値に拡大量を乗じて算出したものであり、運用容量拡大による効果を最大限見込んだものである。

● 運用容量拡大による効果

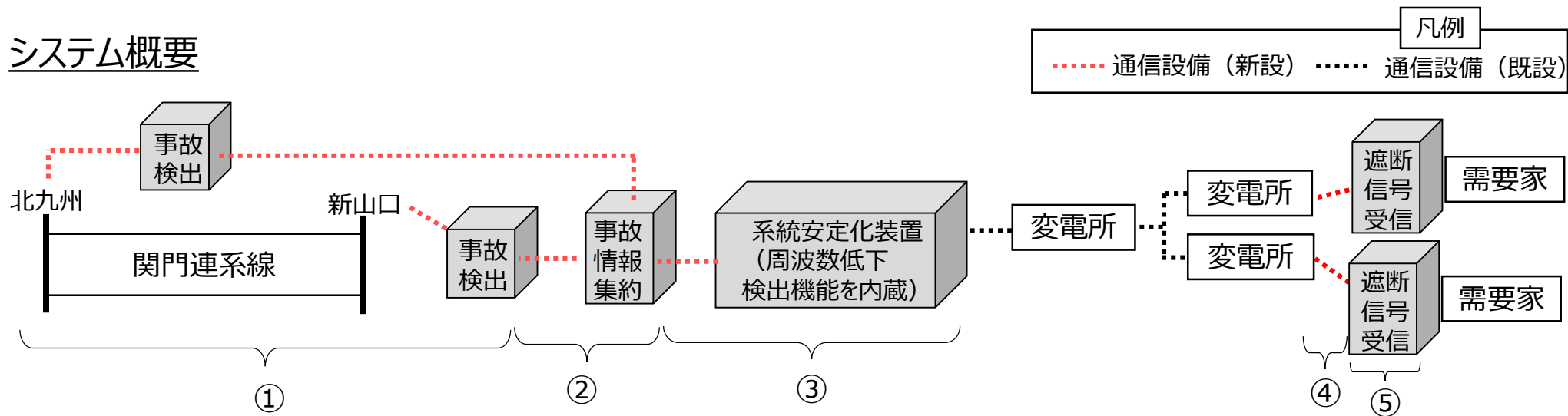
[万円/万kW・年]

	全時間帯	日照時間帯※のみ ※8:00~18:00
市場取引における経済損失低減効果*	2,900	2,040
CO2排出量低減効果	2,290	1,210
運用容量拡大効果(合計)	5,190	3,250

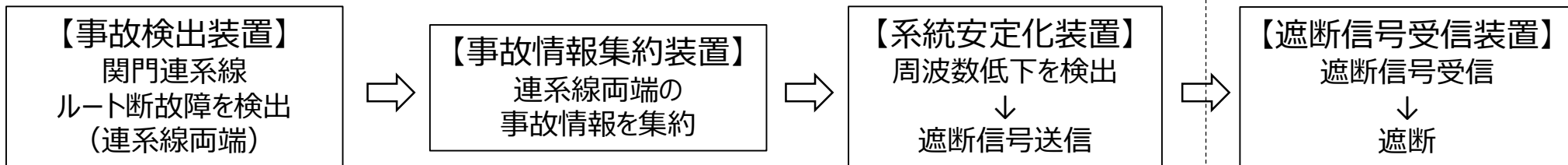
※ 市場間値差の実績値に拡大量を乗じて算出したもので、拡大による効果を最大限見込んでいる

- 本案の制御は、関門連系線ルート断故障と中西5エリアの周波数低下を検出し、中西5エリア内に散在する対象の需要家に向けて遮断信号を伝送するものである。
- 周波数低下の検出と遮断信号の送信は既設の系統安定化装置を流用することが可能であるが、それ以外の装置や通信設備は新設が必要となる。

システム概要



各装置の概要



- 系統安定化装置とは、エリア毎でそれぞれ有している制御装置で、電力系統に擾乱が発生した際に発電機が連鎖的に脱落することを防ぐため、必要最小限の発電機や負荷を高速で遮断する機能を有する制御装置である。
- 従って、系統安定化装置は負荷遮断のための制御信号を送信する機能を有しており、本検討においては、これを活用することを前提とする。

- 需要家側通信設備の費用は敷設する距離により大きく変動する。
- モデルケースとして中京工業地帯の特別高圧で受電する需要家約100件の最寄り変電所との距離を調査したところ、平均すると約4kmであった。
- 今回の費用算出においては、1需要家あたりの距離を4km、光ケーブル使用と仮定し、当機関が公表する標準工事費の中央値500万円/kmを用いて算出した結果の**0.2億円/か所**とした。

標準的単価（通信設備）

8

設備区分	項目	標準的単価 [万円]	標準的単価に影響を及ぼす項目
通信設備	光ケーブル [万円/km]	100~900	※一般電気事業者の配線盤から発電事業者の配線盤までの区間における1kmあたりの単価を示しております
	メタルケーブル [万円/km]	100~800	※土地代は負担金対象外であり、標準的単価に含みません ※建物代が必要となるのは特殊なケースであり、標準的単価に含みません

[留意事項]

- ・ 接続検討の結果、個別地点の事情により実際の工事費と標準的単価に差異が生じる場合があります。また、電磁誘導調査費・対策工事費等の特殊な工事は含まれておりません。

出所) 送変電設備の標準的な単価の公表について (広域機関HP)

- システム構築費用の年経費と運用容量拡大による効果を用いて需要家への対価の上限額を算出する。

需要家への対価の上限額 (万円/万kW・年)

= 運用容量拡大による効果 (万円/万kW・年) - システム構築費用の年経費 (万円/万kW・年)

① システム構築費用

系統側：15.6億円、需要家側：5,000万円/万kW

② 広域系統整備委員会にて整理した変電設備の年経費率10.7%を用いた場合の年経費

系統側：約1.67億円/年、需要家側：535万円/万kW・年

③ 第57回の本委員会にてお示した運用容量拡大による効果 (市場取引における経済損失低減効果 + CO2 排出量低減効果)

5,190万円/万kW・年

④ 需要家への対価の上限額 (③-②)

5,190万円/万kW・年 - 1.67億円/年 - 535万円/万kW・年

= 4,655万円/万kW・年 - 16,700万円/年

= 4,655万円/万kW・年 - $\frac{16,700}{\text{運用容量拡大量}}$ 万円/万kW・年

2-3. 費用対便益評価における年経費率

13

- 設備投資に伴う費用は、当該投資に伴う費用（減価償却費相当）と運転維持費用およびその他費用に分類される。
- 投資に伴う費用は、割引率、法定耐用年数を考慮し算定することが可能。
- 運転維持費用は、一般送配電事業者の有価証券報告書により、各設備所管部門の営業費用から減価償却費を差し引くことで運転維持費用を推測することが可能。
- その他費用は、託送供給等収支報告の設備別費用明細表から、その他経費（雑給、消耗品費、委託費、諸費など）、一般管理費の実績から経費率を推測することが可能。
- 上記により、設備の年間経費を算出し、建設費に対する率（年経費率）を設備別に求めたものは以下の通り。（その他の設備については必要により個別で設定）

設備 (法定耐用年数)	年経費換算係数			年経費率合計
	初期投資に伴う費用	運転維持費用	その他費用	
変電設備(22年)	6.9%	2.8%	1.0%	10.7%
送電設備(架空) (36年)	5.3%	1.6%	1.0%	7.9%

出所) 第31回 広域系統整備委員会 資料1-(2)



French Interruptibility Mechanism アワー不足対策DRに近い制度

- 系統運用上、非常に厳しい事態が突発的に発生した場合、RTEが電力の使用を強制的に遮断するメカニズム
- 電力市場構造法 (NOME) に基づき2012年に導入された制度
- 趣旨はピーク時のkW不足対応ではあるが、アワー不足にも活用し得る建付けになっている
- 前年度末に入札で決定 (規模感は1.5GW前後)
- 最低遮断電力・応動時間等で2種類存在 (下表参照)
- 2019年1月10日午後9時、11月1日午前11時、2021年1月11日午後2時と過去9年で3回発動
- 今までの最長継続時間は72分

	Lot 1	Lot 2
最低遮断電力	40MW以上	25MW以上
応動時間	5秒	30秒
継続時間	数時間～数日 (case by case)	数時間
発動可能性時間 (年間)	7,500時間	4,500時間
Incentive (per kW・JPY換算)	約8,500円	約5,000円

©2021 Energy Pool Japan, Inc. All rights reserved

フランスでは相対値に対価を支払っている